

УДК 621.311.017

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.;

А. В. Писклярова, асп.

## ОЦІНКА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ 0,38 кВ В УМОВАХ НИЗЬКОЇ ДОСТОВІРНОСТІ ВИХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ

*Розглянуто нові підходи, щодо вдосконалення методів оцінки втрат електроенергії засобами нечіткого логічного висновку Мамдані та визначення похибки розрахунку втрат через зображення нечітких значень у вигляді альфа-рівнів.*

### Вступ

Відповідно до «Енергетичної стратегії розвитку України на період до 2030 року» планується зменшення фактичного значення технологічних витрат електроенергії на її транспортування до 8,2 %, значна частина яких припадає на розподільні електричні мережі (ЕМ) напругою 0,38 кВ. Так склалося, що з різних причин цим мережам, порівняно з мережами вищих класів напруги, приділялося менше уваги, зокрема стосовно втрат електроенергії в них. На сьогодні спостерігається відставання в розвитку методичного, інформаційного і програмного забезпечень, призначених для розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ загального призначення та планування заходів щодо їх зменшення [1, 2].

Певною мірою проблема визначення та оцінювання втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ може вирішуватися за рахунок упровадження автоматизованих систем обліку електроенергії (АСКОЕ) і створенням умов для балансування електроенергії на різних рівнях електроспоживання. Проте розвиток сучасних АСКОЕ спрямований, в першу чергу, на організацію обліку на границях балансової належності з членами оптового ринку електроенергії, обліку розподілення електроенергії між обласними і районними електричними мережами (РЕМ) та обліку електроспоживання промисловими підприємствами [3, 4]. Що стосується власне РЕМ і зокрема мереж 0,38 кВ, то впровадження АСКОЕ в них з технічних і фінансових причин затримується. Про це свідчить приклад обленерго, де приділяють АСКОЕ дуже багато уваги [5]. Склалася така ситуація, що впровадження в цих мережах простих АСКОЕ перших поколінь є недоцільним і неможливим через їх неперспективність і відсутність комплектуючих, а широкомасштабне впровадження сучасних АСКОЕ на базі SCADA і з GPRS-модемами ще не на часі.

Отже, проблема визначення та оцінювання втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ залишається актуальною, і вирішувати її доводиться поки що в умовах недостатньої і низької достовірності вихідної інформації.

В статті розвивається відомий метод розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за сумарною довжиною ліній електропередачі [1], який вдосконалюється засобами нечіткого моделювання. Зокрема пропонується визначати коефіцієнти факторів впливу засобами ідентифікації останніх нечіткими базами знань.

### Розрахунок втрат електроенергії в мережах за сумарною довжиною ліній електропередачі

В умовах відсутності АСКОЕ на енергопостачальних підприємствах України для розрахунку втрат електроенергії практикується використання методів розрахунку за сумарною довжиною ліній електропередач, методична похибка яких може сягати 30...40 %. Одним з методів даної групи є метод, в основу якого покладена математична модель [1], для визначення втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ

$$\Delta W_{0,38} = 9,3 k_L k_{\text{від}} k_N k_{\text{нес}} k_{\phi}^2 (1 + \text{tg}^2 \phi) \frac{W_F^2 L_F}{N_F^2 D F}, \quad (1)$$

де  $k_L$  — коефіцієнт, який враховує вплив на втрати розподілення навантаження вздовж лінії. Значення його знаходиться в діапазоні 0,33...0,5. Для відомої частки розподілених навантажень  $d_p$   $k_L = 1 - 0,63d_p$ . Частка розподілених навантажень  $d_p$  є відношенням сумарного споживання електроенергії населенням та комунально-побутовими підприємствами до загального відпуску електроенергії в мережу 0,38 кВ;  $k_\Phi$  — коефіцієнт форми графіка навантаження.  $k_\Phi^2 = (1 + 2k_3)/3k_3$ , де  $k_3$  — коефіцієнт заповнення графіка навантаження (відносна кількість годин максимального навантаження);  $k_{\text{нес}}$  — коефіцієнт несиметрії навантаження по фазах мережі

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2} \left( 1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\Phi} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_\Phi},$$

де  $R_0$  — опір нульового проводу;  $R_\Phi$  — опори фазного проводу;  $I_A, I_B, I_C$  — струмове навантаження відповідно по фазах;  $I_{\text{сеп}}$  — середньоарифметичне значення струму навантаження по трьом фазам.

Враховуючи те, що значення струмів у фазах отримати дуже важко, то для ліній з розподіленим навантаженням за умови відносного відхилення струмів фаз від їх середнього значення на 0,3...0,5 коефіцієнт  $k_{\text{нес}} = 1,15...1,55$ . Для ліній з концентрованим навантаженням  $k_{\text{нес}} = 1,05...1,1$ . З урахуванням вищевказаного, з відомою часткою розподілених навантажень  $d_p$  можна записати, що  $k_{\text{нес}} = 1,05 + 0,3d_p$ ;  $k_N$  — коефіцієнт, який враховує взаємну відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній і може розраховуватися за формулою  $k_N = 1 + \gamma_j^2$ , де  $\gamma_j$  — розкид значень густини струму на головних ділянках різних ліній. Для  $\gamma_j = 0,2...0,4$  значення  $k_N$  знаходиться в діапазоні 1,04...1,16;  $k_{\text{від}}$  — коефіцієнт, який враховує зменшення втрат електроенергії за умови існування відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера.  $k_{\text{від}} = 1 - k_{\text{розг}}(1 - k_j^2)$ , де  $k_{\text{розг}} = L_0/L_\Sigma$ ,  $k_j = j_0/j_M$  — відношення густин струму у відгалуженнях і в головній ділянці магістралі;  $L_0$  — довжина відгалужень;  $L_\Sigma$  — сумарна довжина лінії 0,38 кВ. З урахуванням того, що середнє значення  $k_j = 0,05$ , формулу для  $k_{\text{від}}$  можна переписати як  $k_{\text{від}} = 1 - 0,95k_{\text{розг}}$ ;  $W_F$  — сумарна енергія, яка відпущена до фідерів відповідного перерізу;  $L_F$  — сумарна довжина фідерів з однаковим перерізом проводу;  $N_F$  — кількість фідерів;  $D$  — кількість днів розрахункового періоду;  $F$  — значення перерізу;  $\text{tg } \phi$  — коефіцієнт реактивної потужності.

Таким чином, основна складова методичної похибки в даному методі обумовлена неточним визначенням коефіцієнтів  $k_L, k_\Phi, k_{\text{нес}}, k_N, k_{\text{від}}, \text{tg } \phi$ .

### Визначення коефіцієнтів факторів впливу

Враховуючи змінний характер навантаження та велику кількість фідерів електричних мереж 0,38 кВ, зазначена методична похибка обумовлена двома типами невизначеності: стохастичною та нечіткою. Перша визначає невизначеність коефіцієнтів у часі, а друга невизначеність — значення коефіцієнта для великої кількості фідерів, для яких проводиться розрахунок втрат електроенергії.

Для зменшення методичної похибки, яка обумовлена нечіткою невизначеністю, пропонується ідентифікувати коефіцієнти засобами нечіткої матриці знань [6], яка визначає систему логічних висловлювань типу «ЯКЦЮ-ТО, ІНАКШЕ», що зв'язують значення вхідних змінних  $x_1 \div x_n$  з одним з можливих типів рішення  $d_j, j = \overline{1, m}$

$$\bigcup_{p=1}^{k_j} \left[ \bigcap_{i=1}^n (x_i = a_i^{jp}) \right] \longrightarrow y = d_j, \quad j = \overline{1, m}, \quad (2)$$

де  $d_j (j = \overline{1, m})$  — лінгвістична оцінка вихідної змінної  $y$ , що визначається з терм-множини  $D$ ;  $a_i^{jp}$  — лінгвістична оцінка вхідної змінної  $x_i$  в  $p$ -му рядку  $j$ -ї диз'юнкції, що вибирається з відпові-

дної терм-множини  $A_i$ ,  $i = \overline{1, n}$ ,  $j = \overline{1, m}$ ,  $p = \overline{1, k_j}$ ;  $\cup$  та  $\cap$  —  $t$ -норма та  $s$ -норма, тобто операції над функціями належності, що відповідають нечітким логічним операціям ТА і АБО в базі знань Мамдани. Ці норми реалізуються операціями знаходження мінімуму та максимуму.

В задачах визначення коефіцієнтів виразу (1), під входніми змінними  $x_i$  будемо розуміти вектор факторів впливу

$$X = \{k_H, t_{\max}, \sigma_\Gamma, F_0, F_f, n_{\text{нер}}, n_L, n_{\text{від}}, p, d, N_f, P_f, Q_{\text{сп}}, Q_k\},$$

де  $k_H$  — відносна кількість споживачів з мінімальним коефіцієнтом нерівномірності, %;  $t_{\max}$  — відносна кількість споживачів з максимальним часом використання максимуму, %;  $\sigma_\Gamma$  — частка споживачів з мінімальним коефіцієнтом одночасності, %;  $F_0$  — переріз нульового проводу, мм<sup>2</sup>;  $F_f$  — переріз фазного проводу, мм<sup>2</sup>;  $n_{\text{нер}}$  — частка нерівномірно розподіленого по фазах навантаження, %;  $n_L$  — частка довжини відгалужень, %;  $n_{\text{від}}$  — відношення перерізів проводу відгалуження та головної ділянки, в. о.;  $p$  — частка навантаження, приєднаного до відгалужень, %;  $d$  — частка навантаження, яке сконцентроване в кінці фідера, %;  $N_f$  — частка фідерів з однаковим перерізом проводу, %;  $P_f$  — частка фідерів з неспіврозмірно різним навантаженням, %;  $Q_{\text{сп}}$  — частка електроенергії спожитої промисловими споживачами, %;  $Q_k$  — частка скомпенсованої реактивної потужності, %.

Вихідна змінна  $y$  зображена вектором коефіцієнтів

$$Y = (k_{\text{tg}}, k_\phi, k_L, k_N, k_{\text{від}}, k_{\text{нес}}).$$

В результаті нечіткої ідентифікації останніх, отримуємо такі функціональні залежності:

— для коефіцієнта форми графіка навантаження

$$k_\phi = f(k_H, t_{\max}, \sigma_\Gamma);$$

— для коефіцієнта використання реактивної потужності

$$k_{\text{tg}\phi} = f(Q_{\text{сп}}, Q_k).$$

Зазначений коефіцієнт складає  $k_{\text{tg}\phi} = 1 + \text{tg}^2\phi$  і вводить замість коефіцієнта реактивної потужності для полегшення подальшої реалізації альфа-рівневого принципу узагальнення нечітких коефіцієнтів для розрахунку інтервалів невизначеності втрат електроенергії.

— для коефіцієнта розподілу навантаження вздовж фідера 0,38 кВ

$$k_L = f(d);$$

— для коефіцієнта неоднаковості густин струмів в головних ділянках фідерів 0,38 кВ

$$k_N = f(N_f, P_f);$$

— для коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії у відгалуженнях

$$k_{\text{від}} = f(n_L, n_{\text{від}}, p);$$

— для коефіцієнта несиметрії

$$k_{\text{нес}} = f(F_0, F_f, n_{\text{пб}}).$$

В результаті нечіткої ідентифікації коефіцієнтів останні отримуються у вигляді нечітких множин на універсальній множині можливих значень з відповідними ступенями належності. Таким чином, з'являється можливість зображати результат розрахунку у вигляді інтервалу невизначеності, засобами зображення нечітких множин у вигляді альфа-перетинів (нульового та одиничного) [7]. Одиничний альфа-перетин буде відповідати, згідно з [8], довірчому інтервалу втрат електроенергії, в який останні потраплятимуть з імовірністю близькою до 100 %. В свою чергу, нульовий альфа-рівень буде відповідати інтервалу невизначеності, в який втрати потраплятимуть з імовірністю близькою до 100 %, за умови отримання коефіцієнтів у вигляді їх середнього значення.

Таким чином, алгоритм реалізації модифікованого методу за сумарною довжиною ліній матиме такий вигляд:

*Перший крок:* зображення факторів впливу та залежних від них коефіцієнтів у вигляді нечітких множин [2].

*Другий крок:* визначення коефіцієнтів у вигляді нечітких множин засобами нечітких баз знань (3).

*Третій крок:* розбиття нечітких коефіцієнтів на нульовий та одиничний альфа-рівні.

*Четвертий крок:* графічний аналіз достовірності отримання коефіцієнтів.

*П'ятий крок:* розрахунок мінімального  $\Delta W_{\min}$  та максимального  $\Delta W_{\max}$  значень втрат електроенергії за правилами арифметичних дій над нечіткими множинами, які зображені у вигляді альфа-рівнів [7].

*Шостий крок:* оцінка методичної похибки розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38 кВ.

### Програмна реалізація запропонованого методу

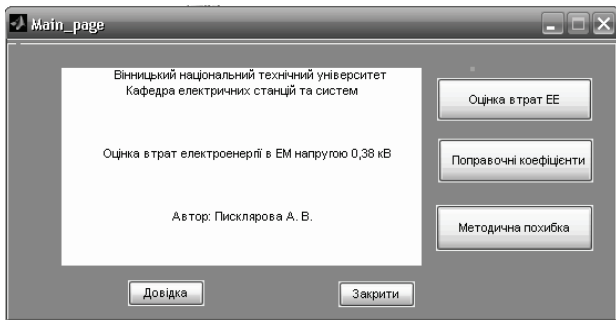


Рис. 1. Головне вікно

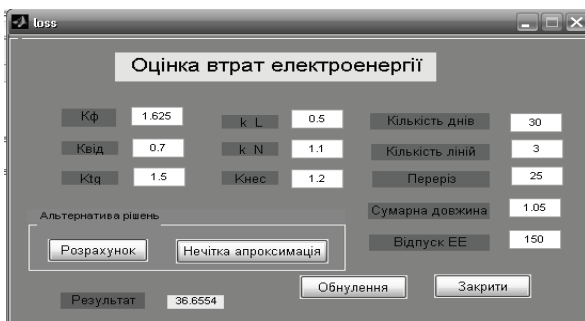


Рис. 2. Розрахунок втрат електроенергії



Рис. 3. Нечітка ідентифікація коефіцієнтів



Рис. 4. Оцінка методичної похибки

На базі запропонованих шляхів удосконалення методу визначення втрат електроенергії за сумарною довжиною ліній електропередач розроблено програмний модуль «Оцінка втрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38 кВ» у середовищі MATLAB [9] (рис. 1).

Це автоматизоване середовище дає можливість розв'язувати такі задачі:

1. Визначення втрат електроенергії, використовуючи метод розрахунку за сумарною довжиною ліній (рис. 2).

2. Визначення чітких значень коефіцієнтів засобами ідентифікації їх нечіткими базами знань. Коефіцієнти заздалегідь складені експертом та можуть бути змінені (рис. 3).

3. Графічне зображення нечітких коефіцієнтів у вигляді нульового та одиничного альфа-рівнів (рис. 3).

4. Оцінка методичної похибки визначення втрат електроенергії, яка викликана нечіткою невизначеністю коефіцієнтів (рис. 4).

## Висновки

1. Запропоновано нові шляхи підвищення точності розрахунку втрат електроенергії в мережах напругою 0,38 кВ, які передбачають визначення коефіцієнтів засобами ідентифікації останніх нечіткими базами знань.

2. Для виконання нормативних вимог щодо подання результатів розрахунку втрат електроенергії у вигляді довірчого інтервалу запропоновано альфа-рівневе зображення нечітких значень коефіцієнтів.

3. Наведено практичну реалізацію запропонованого підходу щодо підвищення адекватності та точності визначення втрат електроенергії у вигляді розробленої у середовищі MATLAB автоматизованої систем оцінки втрат електроенергії в мережах напругою 0,38 кВ.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. — 2002. — № 1. — С. 14—20.
2. Лежнюк П. Д., Писклярова А. В. Аналіз навантажувальних втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за допомогою теорії нечітких множин // Вісник Харківського націон. техніч. ун-ту сільського госп. Вип. 57. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». Том 1. — Харків: ХНТУСХ, 2007. — С. 60—66.
3. Праховник А. В., Коцар О. В., Прокопєць В. І. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України та АСКОЕ споживачів // Електропанорама. — 2006. — № 10. — С. 74—77.
4. Степаненко В. А. АСКУЭ XXI века // Електропанорама. — 2007. — № 5. — С. 34—39.
5. Ренькас Т. Н. Функціональні та технічні можливості АСКОЕ ВЛТ «ЕК Житомиробленерго», рішення проблемних питань експлуатації // Новини енергетики. — 2007. — № 5. — С. 5—11.
6. Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии: нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные системы. — Винница: Універсум-Вінниця, 1999. — 320 с.
7. Штовба С. Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику. — Режим доступу: <http://www.matlab.exponenta.ru>.
8. Д. Дюбуа, А. Прад. Теория возможностей. Приложения к представлению знаний в информатике. — Москва: Радио и связь, 1990. — 288с.
9. Кетков Ю. Л., Кетков А. Ю., Шульц М. М. MATLAB 6.x.: программирование численных методов. — СПб.: БХВ-Петербург, 2004. — 672 с.

Рекомендована кафедрою електричних станцій і систем

Надійшла до редакції 11.12.07  
Рекомендована до друку 27.02.08

*Лежнюк Петро Дем'янович* — завідувач кафедри; *Писклярова Анна Валеріївна* — аспірантка.  
Кафедра електричних станцій і систем, Вінницький національний технічний університет